

# PRODUÇÃO DE PETRÓLEO TERRESTRE NO BRASIL

*André Pompeo do Amaral Mendes*

*Cássio Adriano Nunes Teixeira*

*Marco Aurélio Ramalho Rocio*

*Haroldo Fialho Prates\**

**Palavras-chave:** Petróleo em terra. Petróleo *onshore*. Petróleo e gás. Produção de petróleo e gás.

\* Respectivamente, gerente setorial, analista de sistemas, geólogo e chefe de departamento do Departamento de Gás e Petróleo e Navegação da Área de Energia do BNDES.

# ONSHORE OIL PRODUCTION IN BRAZIL

*André Pompeo do Amaral Mendes*

*Cássio Adriano Nunes Teixeira*

*Marco Aurélio Ramalho Rocio*

*Haroldo Fialho Prates\**

**Keywords:** Onshore oil. Oil and gas. Onshore oil and gas production.

\* Respectively, sector manager, systems analyst, geologist and head of the Gas, Oil and Navigation Department of the BNDES Energy Division.

## Resumo

A produção de petróleo em terra no Brasil remonta à década de 1940 e somente a partir de 2003 o volume absoluto da produção terrestre passou a ser declinante. Existem diversos campos terrestres em produção, que são maduros e marginais, cujo potencial produtivo remanescente depende do investimento apropriado em técnicas de recuperação avançada de petróleo. Neste artigo, discute-se o potencial de recuperação desses campos por pequenas e médias empresas, os chamados produtores independentes de petróleo. O investimento na revitalização desses ativos e o consequente aumento da produção de petróleo terrestre no Brasil são importantes para diversos municípios, pois os campos de produção terrestre estão localizados no interior do país. Na maioria das vezes, os municípios envolvidos têm baixa renda e baixo índice de desenvolvimento humano (IDH) e os *royalties* do petróleo pesam significativamente em seus orçamentos.

---

## Abstract

Onshore oil production in Brazil dates back to the 1940s and only from 2003 the absolute volume of the onshore production began to decline. There are several mature and marginal onshore fields in production, whose productive potential depends on the appropriate investment in enhanced oil recovery techniques. In this article, we discuss the recovery potential of these fields by small and medium-sized enterprises, the so-called independent oil producers. The investment in the revitalization of these assets and the consequent increase in onshore oil production in Brazil are important for several municipalities, as the onshore production fields are located in inland cities. Most of the time, the municipalities involved have low income and low human development index (HDI), and oil royalties weigh significantly in their budgets.



## Introdução

---

A busca por petróleo no Brasil iniciou-se na época do Império, em 1864. Porém, sua produção de fato começou, de forma incipiente, somente em 1939, com a descoberta no bairro de Lobato, em Salvador. O primeiro campo comercial foi descoberto na bacia do Recôncavo, no município de Candeias, também na Bahia, no ano de 1940, e ainda está produzindo. Já naquela época, havia um intenso debate sobre a importância estratégica do petróleo para a segurança energética nacional e para o desenvolvimento do Brasil, que buscava deixar de ser agrário para se transformar em uma nação industrial desenvolvida.

Depois da criação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), em 1953, a produção brasileira de petróleo cresceu de forma consistente até os dias atuais. A Petrobras, superando as expectativas contrárias da época, descobriu petróleo em diversas bacias sedimentares terrestres brasileiras, como nas bacias do Recôncavo, de Sergipe, de Alagoas, Potiguar e do Solimões, além das bacias marítimas, como as do Espírito Santo, de Campos e de Santos e a província petrolífera do pré-sal.

Com as descobertas das grandes reservas marítimas, a maior parte dos esforços exploratórios e de produção de petróleo foi direcionada para os campos em águas rasas e, posteriormente, em águas ultraprofundas. Como consequência, a participação relativa da produção de petróleo em terra foi se reduzindo significativamente nas últimas décadas. Mesmo assim, somente a partir de 2003 o volume absoluto da produção de petróleo terrestre passou a ser declinante ano após ano.

O Brasil possui diversas bacias sedimentares em terra, algumas bem exploradas desde a década de 1940 e outras consideradas novas fronteiras.

A retomada dos esforços exploratórios e de produção de petróleo em terra, de forma consistente, certamente resultará em produção crescente, como ocorreu no passado.

Depois da quebra do monopólio do petróleo detido pela Petrobras até 1997, diversas empresas de pequeno e médio porte começaram a empreender nas atividades de exploração e produção de petróleo terrestre. Muitas utilizam técnicas de recuperação avançada de petróleo nos campos maduros e marginais, ao passo que outras desenvolvem novos campos de produção. Nitidamente, percebe-se que as grandes empresas de petróleo dedicam a maior parte dos seus esforços aos campos gigantes em águas ultraprofundas, enquanto as empresas pequenas e médias atuam nos campos terrestres.

A produção de petróleo em terra tem uma importância adicional para o Brasil, pois ocorre no interior do país, na maioria dos casos, em municípios com baixa renda e baixo índice de desenvolvimento humano (IDH).<sup>1</sup> Muitos deles contam com os *royalties* do petróleo em seus orçamentos e dependem dessa atividade para que haja certo dinamismo econômico no entorno de suas regiões.

Nas próximas seções, serão abordadas algumas questões importantes relacionadas à produção de petróleo terrestre no Brasil. Na segunda seção, faz-se um resumo histórico da exploração e da produção de petróleo no país. A seguir, descrevem-se as características da produção terrestre (na terceira seção) e das bacias sedimentares (na quarta seção). Na quinta seção, são introduzidos conceitos relacionados à recuperação

---

<sup>1</sup> O IDH é uma medida que visa comparar o nível de desenvolvimento entre países. Quanto maior o índice, maior será o nível de desenvolvimento de determinado país. Por exemplo, a Noruega era o país com o maior IDH (0,953) no ano de 2017. Por outro lado, o Níger é o que tem o menor indicador (0,354). O IDH do Brasil é de 0,759 e está na posição 79 de uma lista de 189 países.

de produção de campos de petróleo, para, na sexta seção, se discutir a oportunidade existente para os produtores independentes. Na sétima e na oitava seção, apresentam-se, respectivamente, os principais produtores independentes que atuam no Brasil e alguns indicadores dos municípios envolvidos. Finalmente, na nona seção, encontram-se as considerações finais.

## Um breve contexto histórico

---

A história da exploração e da produção de petróleo no Brasil está intimamente ligada a importantes momentos de sua própria história, uma vez que o petróleo é um bem essencial e estratégico para qualquer país. O início da jornada do Brasil como país produtor de petróleo remonta ao século XIX, à época do Império, quando pesquisadores europeus (sobretudo) passaram a estudar a geografia, a geologia e a mineralogia do país.

Um dos marcos da indústria do petróleo está assentado no ano de 1859, quando um maquinista aposentado, “coronel” Edwin Drake, em Titusville, no estado da Pensilvânia, nos Estados Unidos da América (EUA), encontrou um lençol de óleo. Logo se percebeu o potencial de uso e aplicabilidade do “ouro negro” e seus derivados, ainda que na época não tivesse a mesma importância relativa que tem no atual estilo de vida. Tal feito rapidamente se propagou não só nos EUA, mas também em diversas partes do mundo, nas quais vários exploradores passaram a buscar poços de petróleo.

No Brasil, não seria diferente. Assim, um inglês chamado Thomas Denuy Sargent obteve outorga para explorar turfa, petróleo e outros minerais, pelo prazo de noventa anos, nas comarcas de Camamu e Ilhéus, na Bahia, por meio do Decreto 3.352, de 30 de novembro de 1864. Daí

em diante, inúmeras outras concessões semelhantes foram outorgadas pela coroa. A ascensão de D. Pedro II, com seu manifesto pendor pela pesquisa e pela ciência, favoreceu a realização de diversos trabalhos sobre a geologia brasileira. De fato, em 1875, D. Pedro II criou a Comissão Científica de Exploração e, em 1876, fundou a Escola de Minas de Ouro Preto (ARAÚJO, 2008).

Nos anos que se seguiram à Proclamação da República, em 1889, o interesse pela descoberta de petróleo cresceu no Brasil. Naquele momento, a Escola de Minas de Ouro Preto já havia capacitado uma primeira geração de brasileiros que dominavam a geologia do país e as técnicas de exploração de recursos minerais, algo antes obtido exclusivamente por pesquisadores estrangeiros. Em 1907, foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, que existiu até a Revolução de 1930, quando foi substituído pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM).<sup>2</sup> Embora nesse período várias iniciativas de perfuração exploratória tenham ocorrido nos estados de São Paulo, do Paraná, do Rio Grande do Sul, da Bahia, de Sergipe e do Amazonas, nenhuma logrou êxito. Além disso, coexistia uma forte campanha defendendo a inexistência de potencial petrolífero no país, influenciada por interesses estrangeiros. O desafio das primeiras gerações de técnicos brasileiros estendeu-se, portanto, para muito além de dominar os recursos relacionados à descoberta do petróleo. Era necessário, por exemplo, até mesmo superar a existência de obstáculos à importação de equipamentos necessários à exploração de petróleo no país (ARAÚJO, 2008).

Naqueles anos, uma vigorosa voz contrária ao discurso de inexistência de petróleo no Brasil foi a do escritor Monteiro Lobato, engajado na defesa

---

<sup>2</sup> Depois de 84 anos de gestão dos bens minerais do Brasil, além do petróleo, o DNPM foi substituído pela Agência Nacional de Mineração, por meio do Decreto 9.587, de 27 de novembro de 2018.



da viabilidade e da necessidade de exploração autóctone como alavanca para o desenvolvimento da nação. Militante eloquente, não deixava de explicitar as influências internacionais que dominavam o DNPM e, posteriormente, seu sucedâneo, o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), que prejudicavam, em vez de favorecer, a descoberta de reservas no Brasil por meio de esforços nacionais. Fora tão contundente a militância de Lobato, que no Estado Novo, em 1941, acabou preso (RAMANZINI, 2017).

Em 24 de maio de 1940, durante a ditadura do Estado Novo, logo depois de ter escrito ao general Góes Monteiro, chefe do Estado-Maior do Exército, Monteiro Lobato escreveu ao presidente Getúlio Vargas a carta que o levaria para a prisão. Nela, ele ressaltava a

displícência do sr. presidente da República, em face da questão do petróleo no Brasil, permitindo que o Conselho Nacional de Petróleo retarde a criação da grande indústria petroleira em nosso país, para servir, única e exclusivamente, os interesses do truste Standard-Royal Dutch (LOBATO, 1950, p. 168, *apud* CHIARADIA, 2016, p. 75).

Monteiro Lobato acusava publicamente a direção do DNPM de estar investida no cargo para, em suas palavras, “não tirar e não deixar que tirassem petróleo no Brasil” (LOBATO, 1950, p. 168, *apud* CHIARADIA, 2016, p. 176). É emblemática a situação em que jorrou petróleo pela primeira vez no país, no bairro de Lobato,<sup>3</sup> em Salvador (BA), em 21 de janeiro de 1939. Relata-se um episódio ocorrido em 1933, quando um geólogo estrangeiro contratado pelo DNPM declarou à imprensa que a formação geológica da região negava a existência de petróleo e que era um embuste o poço que se via no bairro de Lobato, mesmo constatando-se o odor característico e que o petróleo refletia até a luz do sol. Com isso, conseguiu desmoralizar

---

3 Coincidentemente, o local considerado o primeiro poço de petróleo do Brasil tem nome de Lobato, sem nenhuma relação com Monteiro Lobato, grande defensor da causa do petróleo brasileiro.

os técnicos brasileiros e atrasar a constatação da existência de petróleo no Brasil em seis anos (ARAÚJO, 2008).

O aumento das tensões internacionais precedentes ao início da Segunda Guerra Mundial fez surgir o temor de que o Brasil fosse exposto ao possível conflito e não detivesse o petróleo necessário ao exercício de sua defesa. Em tal contexto, Getúlio Vargas reformou o Código de Minas, estabelecendo que as jazidas de petróleo e gás natural, àquela altura ainda não descobertas para exploração em escala comercial, passariam ao domínio da União, por meio do Decreto-Lei 366, de 11 de abril de 1938. Na ocasião, também foi alterada a administração do CNP, que, dotado de mais recursos, intensificou os esforços na busca efetiva pelo petróleo. Menos de um ano depois, uma perfuração bem-sucedida fez o petróleo jorrar em Lobato, como citado. Com base no Decreto-Lei 366/1938, o CNP propôs ao governo, que acatou a proposição, desapropriar a área delimitada por um raio de sessenta quilômetros a partir do poço de Lobato.

Em 1940, foi descoberto, na bacia do Recôncavo, o primeiro campo comercial de petróleo brasileiro, batizado com o nome do município em que foi descoberto – Candeias (BA). O desenvolvimento de sua produção se deu a partir de 1941. A Petrobras detém sua concessão até 2025. Durante seu pico de produção, em 1959, chegou a produzir mais de 15 mil barris/dia (em 2017, produziu cerca de novecentos barris/dia). Pouco depois, foram descobertos os campos de Dom João, em 1947, e de Água Grande, em 1951. Este último, em 1960, ano do pico de sua produção, produziu 50 mil barris/dia (em 2017, produziu mais de mil barris/dia). Embora seja madura essa bacia, o volume de petróleo remanescente é maior do que todo o volume já extraído até hoje.<sup>4</sup>

---

4 Esses três campos – Candeias, Dom João e Água Grande – ainda estão produzindo sob operação da Petrobras. Ver mais detalhes em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-do-reconcavo.htm>. Acesso em: 20 ago. 2018.

No fim da Segunda Guerra Mundial, percebeu-se nitidamente a importância do petróleo para a segurança energética do país, para sua própria soberania, bem como da inevitável dependência desse combustível para tornar o Brasil, então um país agrícola, um país industrializado. Depois que as descobertas realizadas contrariaram o discurso da inexistência de petróleo no Brasil, em 1948 grupos genuinamente nacionalistas iniciaram a campanha “O petróleo é nosso!”, defendendo que o insumo deveria ser produzido por empresas de capital nacional. Posteriormente, foi promulgada a Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, que instituiu o monopólio do petróleo e criou a Petrobras.

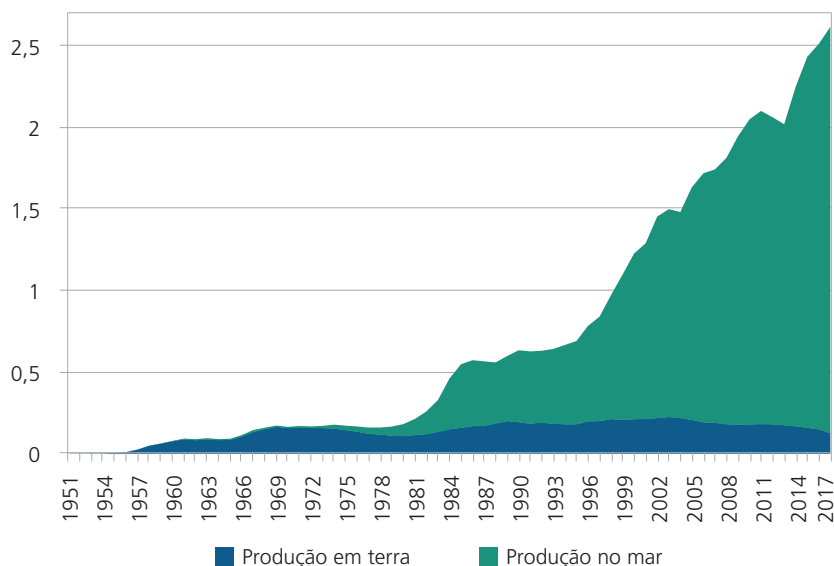
A partir desse momento, a história da exploração e da produção de petróleo no Brasil é, de certo modo, mais conhecida. A Petrobras conduziu toda a exploração e produção até o fim do monopólio em 1997. A exploração terrestre foi vigorosa e produtiva desde sua criação, perdendo espaço somente a partir dos anos 1980, com as consecutivas descobertas de reservas gigantes no mar. Com a última descoberta, da província do pré-sal, o Brasil poderá até superar a produção de muitos grandes produtores mundiais de petróleo, incluindo alguns países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep). No Brasil, ainda existem diversas oportunidades de exploração e produção de petróleo em suas bacias terrestres, cujos aspectos serão abordados nas seções seguintes.

## Produção de petróleo terrestre

---

No ano de 2017, a produção média de petróleo brasileira foi de cerca de 2,6 milhões de barris/dia, dos quais 127 mil barris/dia foram produzidos em campos terrestres (Gráfico 1), representando apenas 4,8% da produção total do país.

Gráfico 1 | Produção de petróleo no Brasil (milhões de barris/dia)

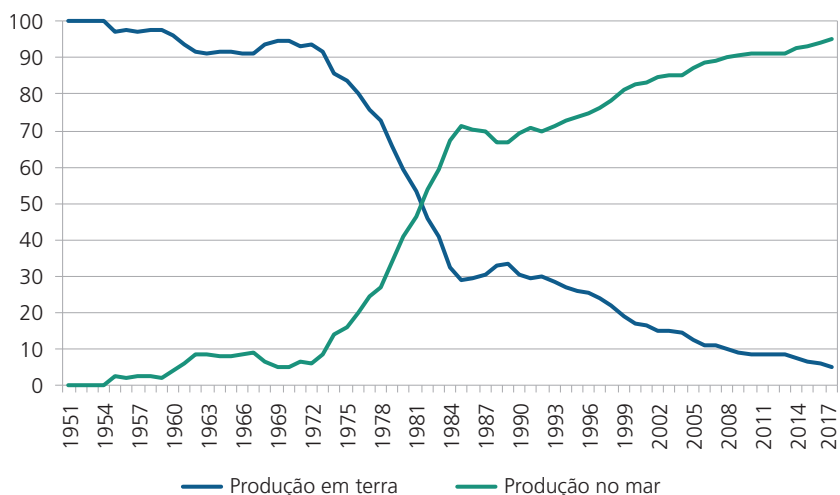


Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela Superintendência de Dados Técnicos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SDT/ANP).

A produção terrestre de petróleo no Brasil predominou até o ano de 1981. A partir de então, sua participação relativa na produção total passou a ser menor do que a marítima (Gráfico 2).

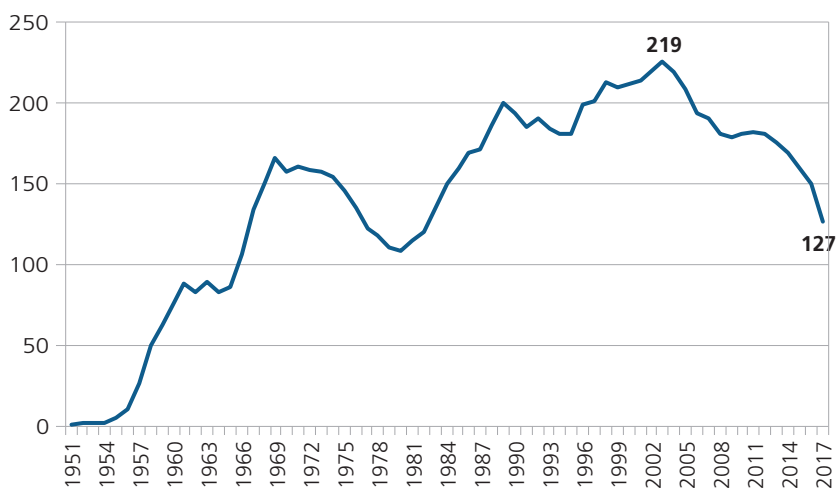
Entretanto, mesmo reduzindo sua participação relativa ao longo dos anos, a produção absoluta de petróleo em terra continuou crescendo, atingindo seu ápice em 2003 (Gráfico 3). Depois desse ano, a produção de petróleo terrestre caiu sistematicamente cerca de 44% até 2017, diminuindo de um patamar de 226 mil barris/dia, produzidos em 2003, para 127 mil barris/dia, em 2017.

Gráfico 2 | Evolução percentual da produção terrestre x produção marítima de petróleo no Brasil (%)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

Gráfico 3 | Evolução da produção de petróleo em terra no Brasil (mil barris/dia)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

Depois da quebra do monopólio do petróleo no fim dos anos 1990, as grandes operadoras estrangeiras, assim como a Petrobras, concentraram seus esforços de investimentos exploratórios e de produção nos megacampos em águas ultraprofundas, sobretudo, recentemente, no pré-sal. De forma geral, coube às empresas de menor porte se dedicar aos campos de petróleo em terra. Muitas compraram campos terrestres maduros para, por meio de recuperação avançada de petróleo, tentar revitalizá-los. Outras ainda realizaram algumas campanhas exploratórias em bacias terrestres. Mesmo assim, pode-se constatar que os investimentos na produção de petróleo em terra, seja em novos campos ou na revitalização de campos maduros, foram insuficientes para, pelo menos, evitar que a produção caísse tão drasticamente nos anos recentes. A queda do preço do petróleo em meados de 2014 contribuiu para a redução dos investimentos em recuperação de produção nos campos terrestres.

Em 2017, a Petrobras foi responsável por 96,3% da produção terrestre de petróleo. O restante foi majoritariamente produzido por 17 empresas de petróleo independentes. Nesse ano, a produção terrestre da Petrobras, de 122 mil barris/dia, representou apenas 4,8% da sua produção total. Muitas empresas independentes poderiam adquirir os campos terrestres maduros da Petrobras e realizar novos investimentos para recuperação avançada de petróleo, favorecendo, assim, um provável incremento na produção brasileira de petróleo em terra. Além disso, é considerável também o potencial de aumento da produção a partir da realização de novas campanhas exploratórias nas bacias terrestres.

## Bacias sedimentares terrestres no Brasil

As bacias sedimentares em terra no Brasil são relativamente pouco exploradas, provavelmente porque a Petrobras transferiu para o mar seu esforço exploratório, a partir do início dos anos 1970. O cenário atual é de uma produção declinante em terra, cujo pico de produção, como afirmado anteriormente, se deu em 2003 (Gráfico 3).

As bacias sedimentares são depressões da superfície terrestre formadas por abatimentos da litosfera,<sup>5</sup> nas quais se depositam ou se depositaram sedimentos<sup>6</sup> e, em alguns casos, materiais vulcânicos.

As bacias sedimentares preservam um registro detalhado do ambiente e dos processos tectônicos<sup>7</sup> que deram forma à superfície da Terra através do tempo geológico. Também servem como importante repositório de recursos naturais, tais como água subterrânea, petróleo e recursos minerais diversos.

As áreas sedimentares emersas do território brasileiro são compartimentadas em 53 bacias, que somam uma superfície de 5,12 milhões de quilômetros quadrados. Entretanto, a área efetiva, ou seja, a parte

---

5 A litosfera é a camada sólida mais externa de um planeta rochoso e é constituída de rochas e solo. No caso da Terra, é formada pela crosta e por parte do manto superior. Apresenta uma espessura variável, sendo mais espessa sob as grandes cadeias montanhosas.

6 Em geologia, chama-se sedimento ao detrito rochoso resultante da erosão, da precipitação química (em oceanos, vales ou rios) ou da precipitação biológica (gerada por organismos vivos ou mortos), depositado na superfície da Terra em camadas de partículas soltas quando diminui a energia do fluido que o transporta (água, gelo ou vento).

7 Tectônica é o ramo da geologia que investiga a estrutura e as propriedades da crosta planetária e a sua evolução ao longo do tempo. Dedicar-se, em particular, ao estudo das forças, dos processos e dos movimentos ocorridos em uma dada região e que deram origem às estruturas geológicas e à geomorfologia nela existentes.

da bacia sedimentar com chances para a existência de acumulações de petróleo ou de gás natural, compreende uma superfície de 2,52 milhões de quilômetros quadrados, 49,3% da área sedimentar terrestre total.

As bacias sedimentares em que se encontram os 67 principais campos de petróleo terrestre são as seguintes: Alagoas (AL), Camamu-Almada (BA), Espírito Santo-Mucuri (ES/BA), Parnaíba (MA/PI), Potiguar (RN), Recôncavo (BA) e Sergipe (SE). As bacias de Camamu-Almada, na qual se localiza o campo de Jiribatuba (explorado pela AlvoPETRO), e de Parnaíba, na qual se localizam os campos do Parque dos Gaviões (explorado pela Parnaíba Gás Natural), são consideradas, do ponto de vista exploratório, novas fronteiras. As demais são consideradas maduras ou extensamente exploradas. Essas sete bacias compreendem uma superfície total de 745,4 mil quilômetros quadrados e uma área efetiva de 513,8 mil quilômetros quadrados, o equivalente a 69% do total (Tabela 1).

Tabela 1 | Principais bacias sedimentares terrestres produtoras de petróleo

Nome da bacia	Área sedimentar (km²)	Área efetiva (km²)	Maturidade exploratória
Alagoas	8.090	5.808	Madura
Camamu-Almada	2.737	2.572	Nova fronteira
Espírito Santo-Mucuri	17.496	5.327	Madura
Parnaíba	674.329	468.923	Nova fronteira
Potiguar	27.854	17.434	Madura
Recôncavo	9.809	9.730	Madura
Sergipe	5.067	4.045	Madura

Fonte: Elaboração própria, com base em Brasil (2017).

Das 53 bacias emersas ou com porções emersas em território brasileiro, do ponto de vista exploratório, cinco são consideradas maduras e 48, novas fronteiras. As bacias terrestres maduras são: Alagoas, Espírito



Santo-Mucuri, Potiguar, Recôncavo e Sergipe, cujas reservas e recursos contingentes estimados de petróleo e gás natural são relacionados na Tabela 2.

**Tabela 2 | Volumes de reservas e recursos contingentes declarados pelos operadores, discriminados por ambiente, das cinco bacias terrestres maduras**

Bacia	Petróleo <sup>a</sup> (milhões de m <sup>3</sup> )			Gás natural <sup>b</sup> (milhões de m <sup>3</sup> )		
	Reservas 1P <sup>c</sup>	Reservas 3P <sup>d</sup>	Recursos contingentes <sup>e</sup>	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos contingentes
Alagoas	0,57	1,37	0,00	1.159,85	2.482,94	296,98
Espírito Santo-Mucuri	4,04	7,85	2,89	404,83	485,64	163,31
Potiguar	27,78	36,82	3,66	1.599,12	2.254,83	124,84
Recôncavo	23,47	35,49	4,79	6.196,47	10.302,43	661,80
Sergipe	32,16	54,85	11,04	1.027,42	1.580,23	50,94
<b>Total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>88,02</b>	<b>136,38</b>	<b>22,38</b>	<b>10.387,69</b>	<b>17.106,07</b>	<b>1.297,87</b>
<b>Total (milhões de barris)</b>	<b>553,63</b>	<b>857,80</b>	<b>140,77</b>			

Fonte: ANP (2018b).

Notas: <sup>a</sup> As reservas e recursos contingentes de petróleo incluem óleo e condensado. O condensado é a fração líquida do gás natural, obtida no processo primário de separação de campo (FERNANDEZ; PEDROSA JR.; DE PINHO, 2009).

<sup>b</sup> As reservas e recursos contingentes de gás natural incluem gás associado, gás associado livre e gás não associado.

<sup>c</sup> Reservas provadas. <sup>d</sup> Reservas provadas, prováveis e possíveis. <sup>e</sup> Recurso contingente é a quantidade de petróleo ou gás natural potencialmente recuperável, de reservatórios descobertos, por meio de projetos de desenvolvimento, mas cuja produção, na data de referência do boletim anual de recursos e reservas, não é comercialmente viável por força de uma ou mais contingências.

Das 48 bacias sedimentares terrestres consideradas novas fronteiras exploratórias, 27 não têm área efetiva, ou seja, não se interessam pela exploração e produção de hidrocarbonetos. Das demais 21 bacias que dispõem de área efetiva, apresentam-se, na Tabela 3, as reservas e os recursos contingentes estimados de petróleo e gás natural das seguintes bacias: Amazonas, Barreirinhas, Camamu-Almada, Parnaíba, Solimões e Tucano Sul. Dessas, apenas na bacia do Amazonas não houve produção comercial de hidrocarbonetos.

Tabela 3 | Volumes de reservas e recursos contingentes declarados pelos operadores, discriminados por ambiente, de cinco bacias terrestres de novas fronteiras

Bacia	Petróleo (milhões de m³)			Gás natural (milhões de m³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos contingentes
Amazonas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Barreirinhas	0,00	0,00	0,00	143,78	143,78	0,00
Camamu-Almada	0,00	4,41	0,00	34,88	34,88	0,00
Parnaíba	0,03	0,04	0,00	16.516,22	20.822,21	0,00
Solimões	6,86	7,28	0,19	39.188,46	40.757,09	1.729,89
Tucano Sul	0,00	0,00	0,00	41,63	41,63	41,64

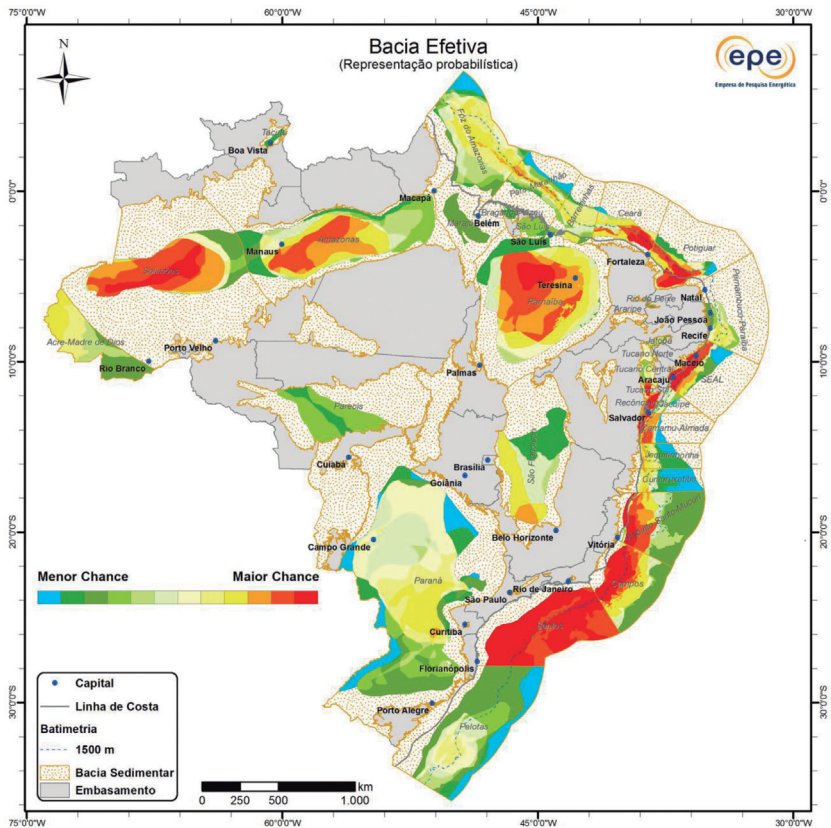
Fontes: ANP (2017; 2018b).

Sobre as reservas das demais 15 bacias terrestres em novas fronteiras, não se dispõe de informações oficiais individualizadas. São elas: Acre-Madre de Dios, Bragança-Vizeu, Ceará, Jatobá, Jequitinhonha, Marajó, Paraná, Parecis, Pernambuco-Paraíba, Rio do Peixe, São Francisco, São Luís, Tacutu, Tucano Central e Tucano Norte.

Na Figura 1, vê-se a localização das bacias sedimentares brasileiras e de suas áreas efetivas, delimitadas pelas probabilidades de descoberta de hidrocarbonetos, sem considerar seus volumes. As maiores chances de descoberta estão nas seguintes bacias: Alagoas, Amazonas, Campos, Ceará (mar), Espírito Santo-Mucuri, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas, Sergipe, Solimões e Tucano Sul.

As bacias do Recôncavo, Potiguar, Sergipe, Solimões, Espírito Santo e Alagoas estão elencadas em ordem decrescente de volume de produção no Gráfico 4. Juntas, respondem por mais de 99% da produção terrestre no Brasil. A queda da produção nos campos terrestres não provém do declínio de uma bacia específica, mas de todas, como pode ser observado no gráfico.

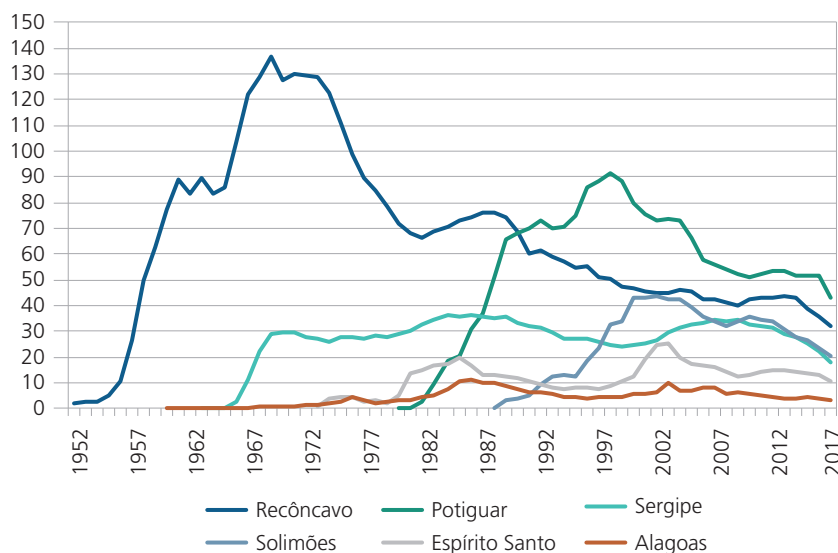
Figura 1 | Bacias sedimentares brasileiras e suas áreas efetivas (com representação probabilística de descobertas)



Fonte: BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Bacia efetiva*. 2017. 1 mapa. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-262/topico-332/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20do%20Lan%C3%A7amento%20do%20ZNM2015-2017.pdf>.

Acesso em: 6 fev. 2019.

Gráfico 4 | Principais bacias produtoras de petróleo em terra no Brasil (mil barris/dia)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

## Recuperação avançada de petróleo

A exploração de petróleo terrestre no Brasil surge como oportunidade para operadores de pequeno e médio porte, dada a existência de muitos campos maduros e de acumulações marginais. O pleno aproveitamento comercial dos campos maduros depende dos métodos de recuperação secundária e terciária. Muitas vezes, os termos “campo maduro”<sup>8</sup> e “campo

8 “Campo maduro: 1. Campo de petróleo ou gás que se encontra em estágio avançado de sua vida produtiva. 2. Campo produtor de petróleo ou gás natural cujo perfil de produção se encontre em seu declínio final, aproximando-se da fase de abandono. O campo de petróleo ou gás que esteja em declínio de produção, em função do estágio avançado de sua vida produtiva, poderá, entretanto, eventualmente e a depender da economicidade, receber métodos de recuperação mais avançados para manter a produção ou mesmo evitar seu declínio” (FERNANDEZ; PEDROSA JR.; DE PINHO, 2009, p. 77).

marginal”<sup>9</sup> são utilizados como sinônimos, mas são conceitos distintos. A dimensão maturidade de um campo está relacionada à quantidade de petróleo já extraída, ao passo que a dimensão marginalidade diz respeito à viabilidade econômica de sua exploração.

A produção de petróleo é realizada por métodos classificados como de recuperação primária, secundária ou terciária.<sup>10</sup> Essa classificação leva em conta a origem da energia utilizada para a extração do petróleo, podendo ser a energia contida no próprio reservatório ou alguma forma de energia introduzida artificialmente para promover a produção. Mais detalhes podem ser obtidos em Thomas (2004), do qual foram extraídos os conceitos desta seção.

Por *recuperação primária*, entende-se a quantidade de petróleo recuperada exclusivamente por meio da energia naturalmente existente no próprio reservatório, energia primária. A energia primária, ou natural, é resultado das circunstâncias geológicas sucedidas à jazida até ser completamente formada. Para conseguir vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos e atingir o poço de produção, é necessário que o petróleo esteja sob certa pressão, que é a manifestação mais sensível da energia primária do reservatório. A recuperação primária está, normalmente, associada a fatores de recuperação reduzidos, que podem variar de 5% a 15%, dependendo da qualidade do óleo.

Para aumentar o fator de recuperação (FR) e antecipar a produção dos fluidos, os métodos de recuperação secundária e terciária injetam artificialmente energia no reservatório, o que suplementa a energia perdida e

---

<sup>9</sup> “Campo marginal de petróleo: 1. Todo e qualquer campo produtor de petróleo, em geral de pequeno porte, cuja lucratividade seja economicamente marginal, tendo em vista fatores como a produtividade do campo, custos operacionais e gerenciais da operadora, preço de venda do gás, condições de acesso e logística, entre outros [...]” (FERNANDEZ; PEDROSA JR.; DE PINHO, 2009, p. 77).

<sup>10</sup> É comum a recuperação secundária, como definida neste artigo, ser mencionada como método convencional de recuperação secundária. Por sua vez, a recuperação terciária pode aparecer como método especial de recuperação, método especial de recuperação secundária, ou ainda método de recuperação avançada.

melhora a eficiência do deslocamento do petróleo. Os métodos de recuperação artificiais são aplicados em campos de petróleo. Os campos de gás, de forma geral, são desenvolvidos exclusivamente por recuperação primária.

Na *recuperação secundária*, busca-se favorecer a produção do petróleo por meio da repressurização do reservatório com a injeção apropriada de outro fluido, no caso, água ou gás. Trata-se de um processo estritamente mecânico de estimulação do reservatório, cuja finalidade é deslocar o petróleo para fora dos poros da rocha que o abriga. Não há, portanto, qualquer estimulação química ou termodinâmica visando alteração das características fluídicas do petróleo. Com tais métodos, pode-se até duplicar o FR do campo.

Por sua vez, na *recuperação terciária*, além da utilização da injeção de outro fluido para promover a repressurização da jazida, são empregados agentes para alterar as propriedades do petróleo que se busca extrair, bem como para alterar sua interação com a rocha, reduzindo a resistência de seu fluxo no meio poroso. Tais agentes, que podem ser químicos, térmicos, miscíveis ou microbiológicos, são introduzidos por meio da injeção do fluido que visa a repressurização do poço. Os métodos de recuperação terciária mais usados, com escala de campo e viabilidade comercial, são a injeção de vapor e a de gás carbônico.

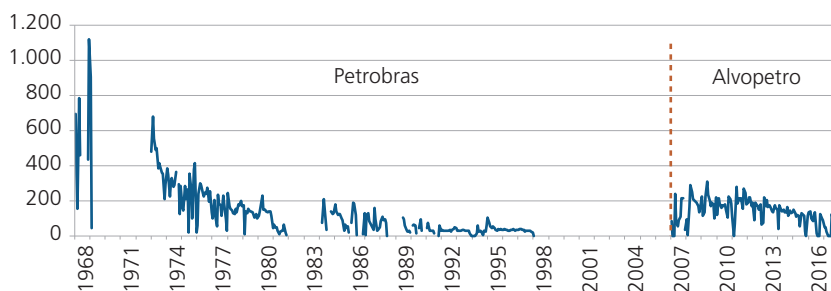
As estimativas feitas nos mais diversos locais de produção revelam que o FR médio com o emprego de métodos convencionais – recuperação primária e recuperação secundária – é de cerca de 30%. Portanto, os métodos não convencionais – recuperação terciária – visam os 70% de volume restante dos reservatórios. Nos gráficos 5 a 8, veem-se alguns resultados obtidos com métodos de recuperação secundária ou terciária em campos terrestres.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> A descontinuidade nos gráficos ao longo do tempo advém da indisponibilidade de informação na data específica, o que não compromete a análise apresentada.

A concessão do campo de Bom Lugar (BA) foi adquirida em 2005, na 1ª Rodada de Licitação de Áreas Maduras, pela empresa canadense Alvopectro. A partir de 2007, houve um salto na produção desse campo, voltando ao nível atingido em meados da década de 1970 (Gráfico 5).

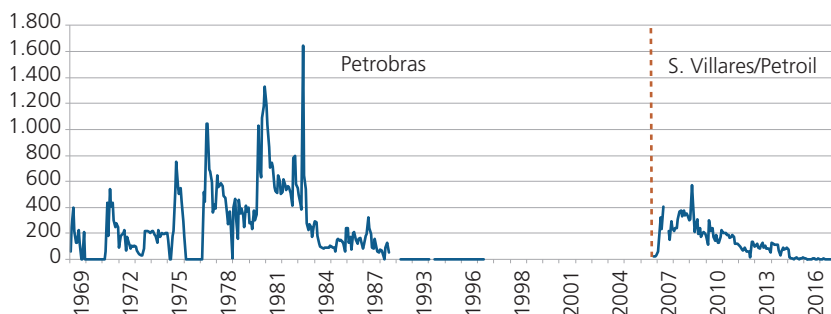
**Gráfico 5 | Reinício da produção de petróleo no campo de Bom Lugar pela empresa Alvopectro (à direita da linha tracejada), em 2007 (m³)**



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

O campo Tigre (SE) teve a concessão adquirida em 2005, na 1ª Rodada de Licitação de Áreas Maduras, pela empresa Severo Villares. Também nesse caso, a utilização de métodos de recuperação aumentou sua produção a partir de 2007 (Gráfico 6). Em 2016, o campo foi vendido à empresa Petroil.

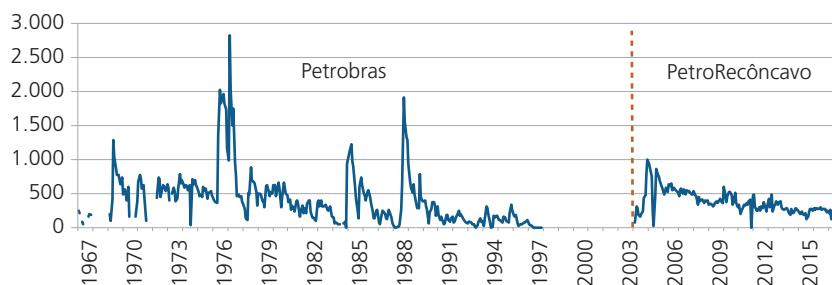
**Gráfico 6 | Reinício da produção de petróleo no campo de Tigre pelas empresas Severo Villares e Petroil (à direita da linha tracejada), em 2007 (m³)**



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

Como último exemplo, a concessão do campo Lagoa do Paulo Norte (BA) foi adquirida em 2002, na 4ª Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios, pela empresa PetroRecôncavo. A partir de 2004, novamente métodos de recuperação viabilizaram o aumento de sua produção (Gráfico 7).

**Gráfico 7 | Reinício da produção de petróleo no campo de Lagoa do Paulo Norte pela empresa PetroRecôncavo (à direita da linha tracejada), em 2004 (m³)**

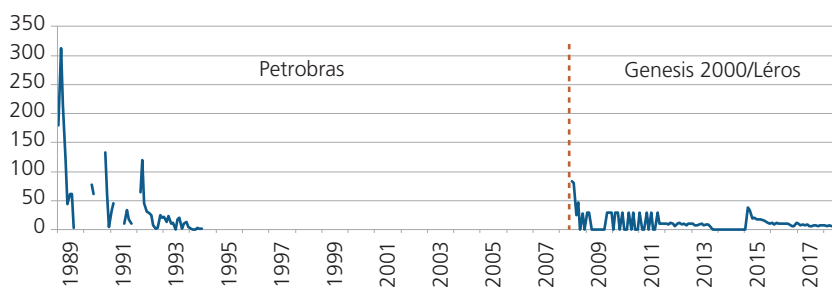


Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

Nem sempre a utilização de métodos de recuperação, secundária ou terciária, garante o aumento da produção de forma significativa e consistente. Há casos em que a produção inicialmente sobe, mas, na sequência, volta a declinar rapidamente. Embora não exista o risco exploratório nos campos maduros e marginais, há um risco operacional inerente, uma vez que o volume e o tempo adicional de produção podem ser incertos (Gráfico 8).



Gráfico 8 | Reinício da produção de petróleo no campo de Riacho Velho pelas empresas Genesis 2000 entre 2008-2016 e Léros de 2016 em diante (à direita da linha tracejada) (m³)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

## Oportunidade atual para exploração e produção de petróleo terrestre no Brasil

Historicamente, o FR<sup>12</sup> no Brasil é baixo: 21%, na média geral. Na bacia de Campos (mar), o FR é de 24%, mas os melhores desempenhos são verificados na bacia do Recôncavo, onde se aproxima dos 35% (Tabela 4). Há uma boa margem para elevar o FR nos campos brasileiros. Por exemplo, a média mundial é de 35%, ao passo que a Noruega consegue recuperar até 50% de suas reservas (ANP, 2018a). A metade dos campos terrestres do Brasil está em produção há mais de 25 anos. Estimativas dão conta de que o aumento em 1% no FR desses campos terrestres resultaria em uma produção adicional de 200 milhões de barris de óleo

<sup>12</sup> FR é a razão entre o volume recuperável e o volume original da reserva, ou seja, o percentual do volume original que se espera produzir.

equivalente e R\$ 3 bilhões de *royalties*, para isso requerendo R\$ 5 bilhões em novos investimentos (ANP, 2018d).

Tabela 4 | Bacias terrestres: volumes provados, FR e fração recuperada

Bacia	Reservas provadas (milhões de barris)	FR (%)	Fração recuperada (%)*
Potiguar	174,73	20	15
Recôncavo	147,62	35	30
Espírito Santo	25,41	21	17
Sergipe/Alagoas**	205,87	30	20
Amazonas	0,00	–	–
Camamu	0,00	–	–
Parnaíba	0,19	–	–
Solimões (nova fronteira)	43,15	–	–
Tucano Sul	0,00	–	–
Total	596,97	–	–

Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018b) e Oddone (2017).

\* Fração recuperada é o percentual do volume já produzido em relação ao volume da reserva.

\*\* A bacia de Sergipe contém 202,28 milhões de barris e a de Alagoas, 3,59 milhões de barris de reservas provadas.

As operadoras de grande porte não teriam interesse em reativar seus campos marginais, pois, por definição, eles apresentam uma lucratividade economicamente marginal. Isto é, agregariam menor lucro econômico do que o obtido com os ativos novos, de maior valor em suas carteiras. Sendo assim, as grandes operadoras priorizam seus investimentos nesses ativos novos, deixando os campos maduros em segundo plano.

Há iniciativas que buscam o aumento da exploração e da produção nas bacias terrestres brasileiras. Por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução 17, de 8 de junho de 2017, estabeleceu diretrizes para estimular o aumento da produção nos campos maduros, incentivando as operadoras que não estejam investindo para o aproveitamento pleno dos recursos descobertos a

ceder seu direito de exploração a outro operador. Nesse contexto, os possíveis campos maduros da Petrobras, não priorizados em seu plano estratégico, seriam postos à venda. Além disso, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) introduziu a dinâmica de oferta permanente para áreas com acumulações marginais.<sup>13</sup> A ANP passou a receber a apresentação das ofertas para os blocos em oferta permanente a partir de novembro de 2018.

Dessa forma, há a expectativa de oportunidades para os pequenos e médios produtores independentes, visto que têm uma estrutura de custos menor, mais apropriada à revitalização de poços maduros e, portanto, com maiores possibilidades de reativar poços produtores. Além disso, o nível de investimento requerido é compatível com o porte dessas empresas menores.

A produção com poços já perfurados não requer investimentos pesados desde o início do projeto. As tecnologias utilizadas na produção terrestre são bastante dominadas e disponíveis. Ademais, trata-se de uma situação em que não é requerida a aquisição onerosa de informações geológicas e geofísicas. O empreendimento como um todo apresenta um risco menor, dado que o maior risco – o exploratório – não existe no caso dos campos maduros. Contudo, no mercado brasileiro, praticamente o único comprador para o petróleo produzido é a Petrobras.

Na ausência do risco exploratório, o problema decisório sobre continuar, ou não, o projeto de produção em um campo maduro tem como maior vetor o nível de agregação de valor potencial, normalmente baixo,

---

<sup>13</sup> Áreas com acumulações marginais são áreas de concessão com descobertas conhecidas de petróleo e/ou gás natural, onde não houve produção, ou a produção está interrompida por falta de interesse econômico. No processo de oferta permanente, a ANP está autorizada a manter permanentemente aberta a oferta de objetos que se enquadrem nas condições da Resolução CNPE 17/2017. Além das acumulações marginais, está prevista a oferta permanente de campos devolvidos, ou em processo de devolução, bem como blocos exploratórios com descobertas que foram devolvidos (ANP, 2018c).

posto que a revitalização de poços maduros se viabiliza com baixa produção diária.<sup>14</sup> Os operadores de campos maduros têm, por estratégia, redução de custos e melhoria operacional. Seu foco na maximização da produção visa a produção ininterrupta, reduzindo ao mínimo os ciclos de reparos e de parada de produção. A exploração desses campos tem como principais variáveis de decisão o preço do barril de petróleo, o custo operacional e questões regulatórias (SENNA, 2011). Além desses fatores, há outros desafios, destacados a seguir.

As questões ambientais, por exemplo, podem ser determinantes. Muitas vezes, o passivo ambiental resultante da atividade pode não ser compatível com o porte das pequenas empresas. Trata-se de uma questão que já deve estar equacionada no início do projeto de revitalização, de maneira que existam garantias de *performance* e de abandono do campo no fim de sua vida útil.

Os campos terrestres estão em regiões normalmente carentes de infraestrutura (estradas, energia elétrica etc.), com limitações de serviços, equipamentos e mão de obra especializada. Assim, a produção, seu escoamento e a gestão dos resíduos produzidos podem ser tarefas bastante desafiadoras, *vis-à-vis* à infraestrutura disponível e ao imperativo respeito às restrições ambientais (SENNA, 2011).

A limitação financeira também é obstáculo relevante. Trata-se de questão que se torna mais gravosa dada a escassez de instrumentos financeiros disponíveis e apropriados ao apoio desse segmento. A maior dificuldade está na constituição da garantia do financiamento, pois, normalmente, os financiadores exigem garantias reais. É comum que os

---

<sup>14</sup> As maiores operadoras tomam decisões de investimento em grandes projetos, cuja produção estimada é elevada e o valor presente líquido (VPL) se situa na casa dos milhões de dólares. Uma pequena operadora de campos terrestres, por sua vez, consegue viabilizar projetos para produzir pouco volume, com VPL em torno dos milhares de dólares.

produtores independentes não possuam ativos suficientes para oferecer em garantia. Seu principal ativo é a expectativa de produção de petróleo oriunda do direito da concessão, sujeita às regras da ANP, uma vez que as reservas pertencem à União, e não à concessionária, e, na maioria dos casos, dispõem de apenas um ou poucos campos com baixa produção.

Ademais, um eventual novo entrante deve se qualificar na ANP sobre aspectos jurídicos e de regularidade fiscal e trabalhista, além de aspectos técnicos e econômico-financeiros. Um detalhamento da qualificação exigida pode ser obtido no edital de licitação de oferta permanente (ANP, 2018c).

Em linhas gerais, a ANP qualifica os interessados em operadoras ou não operadoras nos seguintes níveis:

- operadora A – qualificada para operar em blocos situados em águas ultraprofundas, águas profundas, águas rasas, em terra e em áreas com acumulações marginais;
- operadora B – qualificada para operar em blocos situados em águas rasas, em terra e em áreas com acumulações marginais;
- operadora C – qualificada para operar somente em blocos situados em terra e em áreas com acumulações marginais;
- operadora D – qualificada para operar somente em áreas com acumulações marginais; e
- não operadora – qualificada apenas para atuar em consórcio.

Resumidamente, a qualificação técnica leva em conta a experiência com as atividades de exploração e produção de petróleo da própria empresa interessada, de seu grupo societário, ou mesmo dos profissionais que compõem seus quadros. Um novo entrante, não compondo um consórcio, deve, no mínimo, obter qualificação técnica no nível de operadora D. Para essa

qualificação, o patrimônio líquido mínimo (PLM) deve ser de R\$ 700 mil. Além disso, deve ter um profissional do setor de exploração e produção de petróleo com pelo menos dois anos de experiência em seus quadros. Como não operadora, o PLM exigido é de 25% do PLM da operadora, que, para acumulações marginais apenas, seria de R\$ 175 mil. No caso de qualificação como operadora C, o PLM requerido é de R\$ 5,5 milhões.

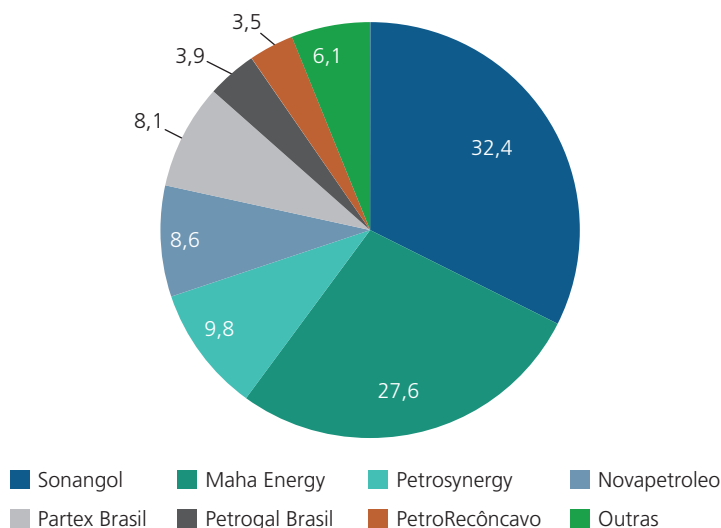
Um pequeno operador de campos maduros poderá adquirir conhecimento e capacidade para, no futuro, atuar de forma mais ampla no setor de petróleo. Por exemplo, executando também esforços exploratórios e de desenvolvimento de novos campos, pois, além da oferta de campos maduros, existe uma enorme fronteira exploratória terrestre no Brasil ainda pouco conhecida.

## Os produtores independentes em campos terrestres no Brasil

---

Os produtores independentes são empresas de menor porte usualmente produtoras de petróleo em campos terrestres. Em 2017, 24 empresas operadoras de 67 campos terrestres produziram um total de 1,7 milhão de barris de petróleo, o equivalente a 4,7 mil barris/dia. As sete operadoras mais produtivas, controladoras de 33 campos, tiveram uma participação de 93,9% desse total anual, na seguinte ordem: Sonangol, Maha Energy, Petrosynergy, Novapetroleo, Partex Brasil, Petrogal e PetroRecôncavo (Gráfico 9). O restante, de 6,1% da produção, foi compartilhado por outras 15 operadoras. O total de petróleo produzido pelos citados 67 campos representou 3,7% do total da produção nacional em campos terrestres em 2017, que atingiu 46,4 milhões de barris (127 mil barris/dia).

Gráfico 9 | Participação da produção das principais produtoras independentes em campos terrestres em 2017 (%)



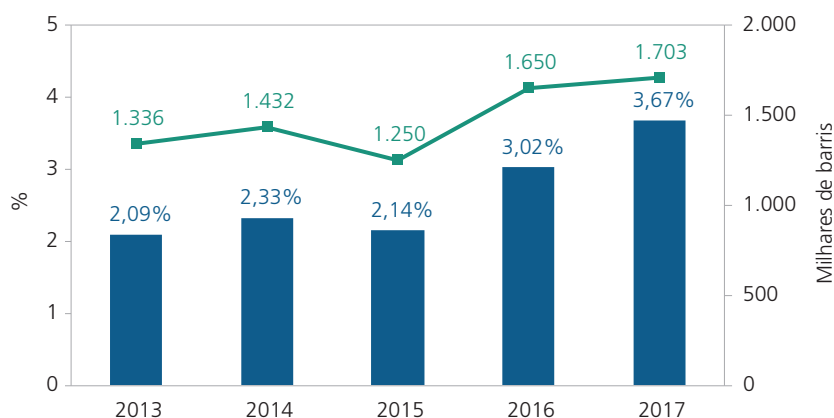
Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos disponibilizados pela SDT/ANP.

Nota: Produção total em 2017: 1.703.132 barris.

No período entre 2013 e 2017, o número de operadoras de menor porte de campos terrestres variou de vinte (em 2014) para 24 empresas (em 2017). No Gráfico 10, mostra-se a evolução anual da produção de petróleo dos 67 campos e da respectiva participação em relação à produção total dos campos em terra.

Os campos terrestres concedidos a essas 24 operadoras pertenciam à Petrobras e foram devolvidos à ANP em 1998. Em seguida, esses campos terrestres foram incluídos desde 1999 nas rodadas de licitação de blocos exploratórios e, particularmente, em quatro rodadas de licitação específicas de campos maduros, em 2005, 2006, 2015 e 2016. O pleno aproveitamento comercial dos campos maduros depende dos métodos de recuperação secundários e terciários, abordados na quinta seção.

**Gráfico 10 | Evolução da produção de petróleo dos 67 campos terrestres (eixo vertical direito) e da respectiva participação (eixo vertical esquerdo) em relação à produção acumulada dos campos em terra, de 2013 a 2017**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>. Acesso em: 20 ago. 2018; e em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>.

Acesso em: 16 ago. 2018.

## Principais produtores independentes em 2017

### Sonangol Brasil

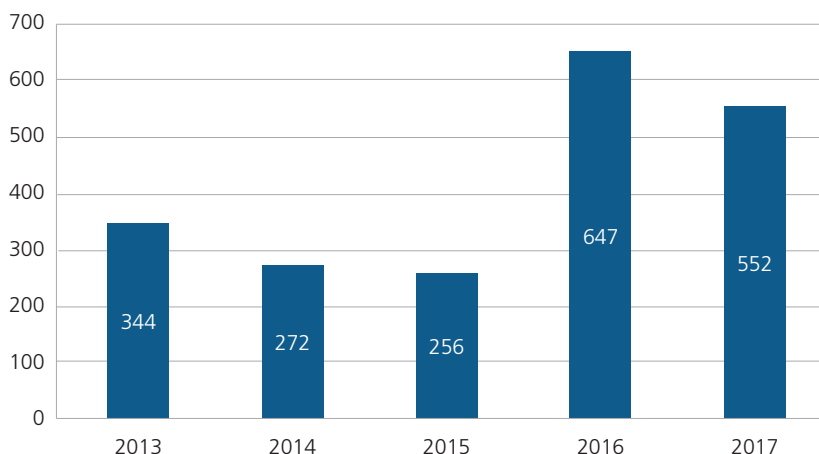
O Grupo Sonangol é constituído pela Sonangol EP e por empresas subsidiárias. A Sonangol EP é a concessionária estatal exclusiva para a exploração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos no subsolo e na plataforma continental de Angola, onde é responsável pela exploração, produção, fabricação, transporte e comercialização de hidrocarbonetos. Iniciou suas atividades no Brasil em 2007, como acionista da empresa de capital nacional Starfish Oil & Gas, da qual já detinha uma participação de 18%, adquirida em uma emissão privada de ações. Em 2010, a subsidiária Sonangol Brasil assumiu o controle da Starfish Oil & Gas, passando a ser a operadora dos campos terrestres de Aracuã (SE), Maritaca (BA), Sabiá Bico-de-Osso e Sabiá da Mata (RN). Além desses, a Sonangol é concessionária dos campos



terrestres de Cambacica e Guanambi (BA), com participações de 25% e 20%, respectivamente, em conjunto com a Petrobras.

Em 2017, a produção dos quatro campos terrestres operados pela Sonangol somou 552.323 barris de petróleo (1.513 barris/dia); no período de 2013 a 2017, totalizou 2.071.726 barris (1.135 barris/dia). O grau API<sup>15</sup> varia de 25,3 a 37,5 (Gráfico 11).

**Gráfico 11 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela Sonangol (milhões de barris)**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

## Maha Energy

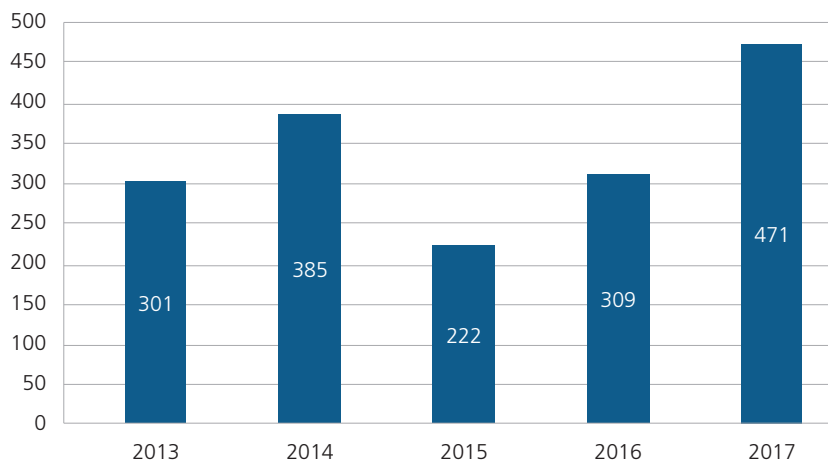
A Maha Energy é uma empresa com sede na Suécia. Seu foco é a aplicação de tecnologias de recuperação avançada em campos de petróleo maduros.

<sup>15</sup> O grau API (em inglês, *API gravity*) é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo. Foi criada pelo American Petroleum Institute (API), juntamente com a National Bureau of Standards, e é utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. Quanto maior a densidade, menor será o grau API. O óleo considerado leve tem API > 30; o óleo médio, 22 < API < 30; e o óleo pesado, API < 22. O óleo Brent tem um API de, aproximadamente, 38,1.

Em 2016, a empresa adquiriu as participações no campo marinho de Tartaruga (SE) das empresas Petro Vista (37,5%), TDC Energy (30%) e UP Petróleo (7,5%), então já controlada pela TDC, e passou a ser a operadora do campo, com 75% de participação, associada à Petrobras. Em 2017, a Maha adquiriu o controle societário da empresa Gran Tierra Energy (GTE) e passou a ser a operadora integral do campo terrestre de Tiê (BA).

Em 2017, a produção do único campo terrestre atualmente operado pela Maha Energy foi de 470.598 barris de petróleo (1.289 barris/dia); no período de 2013 a 2017, totalizou 1.687.524 barris (925 barris/dia). O grau API varia de 38 a 39,3 (Gráfico 12).

**Gráfico 12 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela Maha Energy (milhares de barris)**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

## Petrosynergy

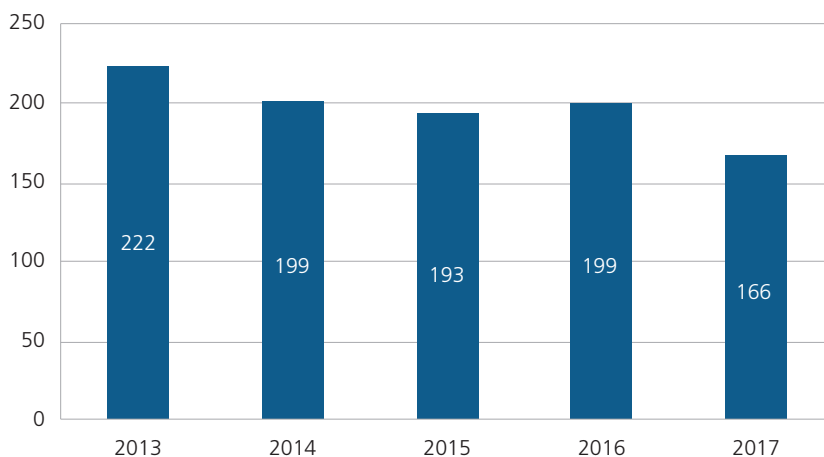
A Petrosynergy é uma empresa do Grupo Synergy, conglomerado sediado na cidade do Rio de Janeiro, presente em vários países da América

Latina, com atividades em vários setores, como construção e montagem, energia, aviação, perfuração e serviços, exploração e produção de petróleo. A Petrosynergy deu início a suas atividades de exploração e produção de petróleo a partir da concessão de nove campos maduros da Petrobras no estado de Alagoas.

Em 2001, adquiriu nove campos terrestres maduros na bacia de Alagoas. Até 2010, obteve a concessão de exploração e produção de outros oito campos terrestres, nos estados do Rio Grande do Norte (Araçari, Irerê e Pitiguari), Bahia (Canário, Trovoada, Uirapuru e Uirapuru Sudoeste) e Espírito Santo (Albatroz). A Petrosynergy tem o controle integral de todos os campos a ela concedidos.

Em 2017, a produção dos 16 campos terrestres operados pela Petrosynergy totalizou 166.233 barris de petróleo (455 barris/dia); no período de 2013 a 2017, produziu 978.550 barris (536 barris/dia). O grau API varia de 12,9 a 53,7 (Gráfico 13).

**Gráfico 13 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela Petrosynergy (milhares de barris)**



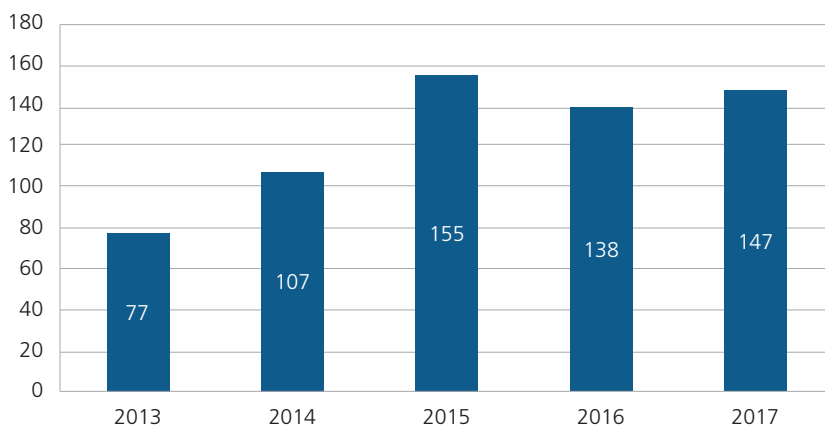
Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

## Novapetroleo

A Novapetroleo é uma empresa de capital nacional, constituída em julho de 2012 e sediada na cidade do Rio de Janeiro. Concentra sua atuação em bacias terrestres com produção já estabelecida. É operadora integral de quatro campos no estado da Bahia: Fazenda Rio Branco, Fazenda Santo Estevão, Sauípe e Tico-Tico.

Em 2017, a produção dos quatro campos terrestres operados pela Novapetroleo atingiu 146.826 barris de petróleo (402 barris/dia); no período de 2013 a 2017, somou 624.347 barris (342 barris/dia). O grau API varia de 21,8 a 39,5 (Gráfico 14).

**Gráfico 14 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela Novapetroleo (milhares de barris)**



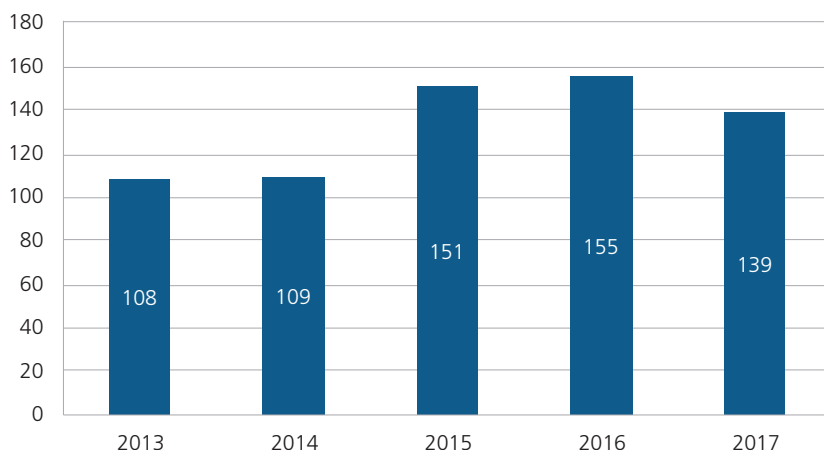
Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

## Partex Brasil

A Partex Brasil é controlada majoritariamente pela Partex (Brazil) Corporation (98,99%), empresa sediada nas ilhas Cayman, subsidiária da portuguesa Partex Oil and Gas. A Partex Brasil tem sede em Recife (PE).

Desde 2009, a empresa produz nos campos terrestres de Cardeal e Colibri, no estado do Rio Grande do Norte, na condição de operadora (participação de 50%), em conjunto com a Petrobras. Em 2017, a produção dos dois campos terrestres que opera atingiu 138.743 barris de petróleo (380 barris/dia); no período de 2013 a 2017, totalizou 661.581 barris (363 barris/dia). O grau API varia de 21,3 a 32,6 (Gráfico 15).

**Gráfico 15 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela Partex Brasil (milhares de barris)**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

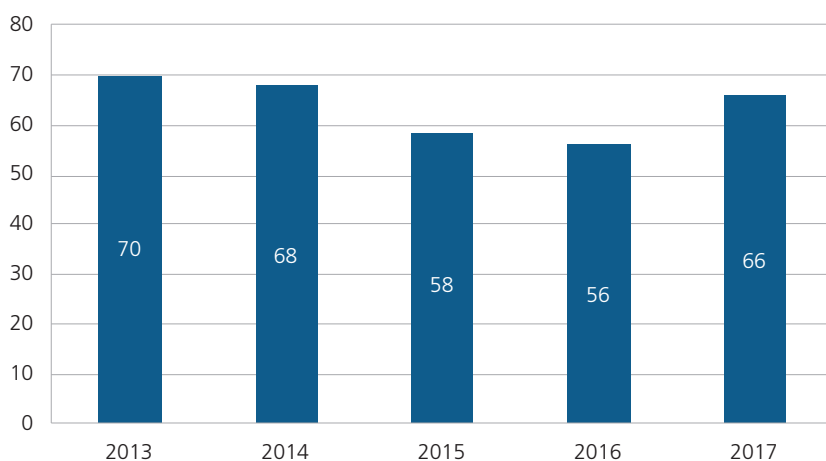
## Petrogal Brasil

A Petrogal Brasil S.A. é uma subsidiária em terceiro grau do grupo português Galp, por intermédio da Petrogal S.A., com sede social na cidade do Rio de Janeiro.

A Galp é a operadora em dois campos terrestres na bacia de Sergipe-Alagoas, ambos em associação com a Petrobras (50%-50%): o de Andorinha Sul, cuja produção ocorreu de maio de 2011 a abril de 2013, e o de Rabo Branco, em atividade desde agosto de 2010.

Em 2017, a produção do campo terrestre de Rabo Branco totalizou 65.747 barris de petróleo (180 barris/dia); no período de 2013 a 2017, somou 316.894 barris (174 barris/dia). O grau API varia de 25,1 a 33,2 (Gráfico 16).

**Gráfico 16 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela Petrogal Brasil (milhares de barris)**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

## PetroRecôncavo

A PetroRecôncavo iniciou suas atividades em fevereiro de 2000. Sua sede está localizada no município de Mata de São João, no estado da Bahia. É especializada no desenvolvimento e na revitalização de campos maduros e marginais em bacias terrestres, sendo operadora integral de todos os seus campos. A maioria das reservas da PetroRecôncavo é composta de petróleo leve.

Os 17 campos operados pela PetroRecôncavo estão localizados na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia. A empresa é a operadora de

cinco desses campos, nos quais detém participação de 100%, em concessões que vencerão entre 2031 e 2033, renováveis pelo prazo de 27 anos: Acajá-Burizinho, Juriti, Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte e Lagoa do Paulo Sul.

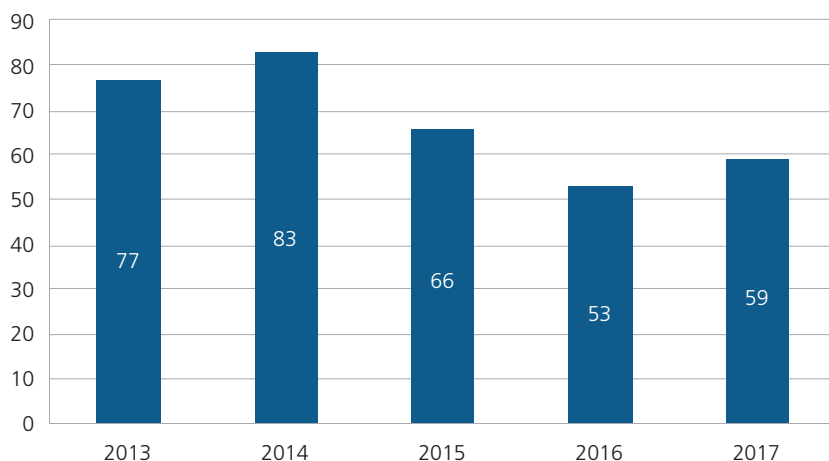
Os demais 12 campos, também localizados na bacia do Recôncavo, são operados por meio de contrato de produção com a Petrobras, cujo vencimento se dará em 2025, também renovável por 27 anos. No contrato firmado entre as empresas, a PetroRecôncavo, além da remuneração pela produção estabelecida por uma taxa fixa atrelada a uma curva de produção projetada, recebe um percentual de participação em cada barril incremental obtido, comprometendo-se a um investimento mínimo preestabelecido pela Petrobras para rejuvenescimento de cada campo. Os campos regidos pelo contrato são os seguintes: Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte de Fazenda Curuaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria.

Em 2014, a empresa estimou que os campos operados continham um volume bruto de petróleo *in situ* de, aproximadamente, 499 milhões de barris, dos quais apenas 17,3% haviam sido produzidos até o fim daquele ano.

Em 2017, a produção dos campos terrestres operados pela empresa perfaz 59.186 barris de petróleo (162 barris/dia); no período de 2013 a 2017, somou 338.845 barris (186 barris/dia). O grau API varia de 37 a 42 (Gráfico 17).

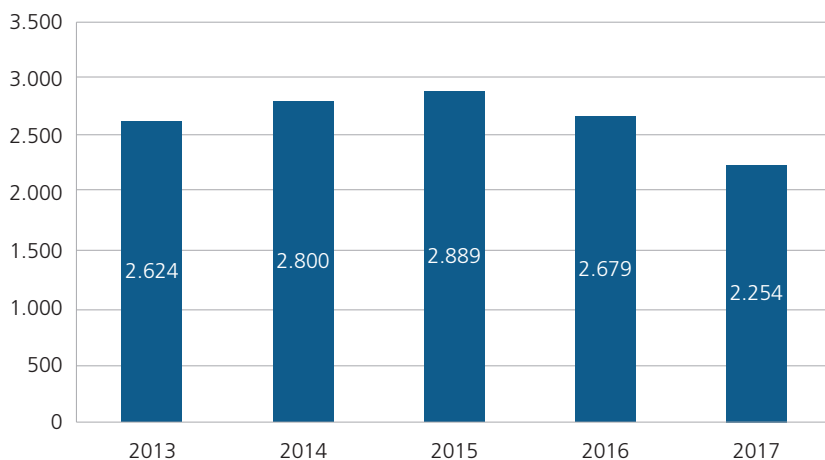
A produção dos 12 campos terrestres operados por contrato de produção com a Petrobras, em 2017, chegou a 2.254.266 barris de petróleo (6.176 barris/dia); no período de 2013 a 2017, 13.246.682 barris (7.258 barris/dia) (Gráfico 18). O preço de referência dos volumes de petróleo incremental que a PetroRecôncavo entrega à Petrobras nos termos do contrato de produção toma por base o Brent.

**Gráfico 17 | Evolução da produção de petróleo nos campos operados pela PetroRecôncavo (milhares de barris)**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 20 ago. 2018.

**Gráfico 18 | Evolução da produção de petróleo dos 12 campos operados pela PetroRecôncavo por contrato com a Petrobras (milhares de barris)**



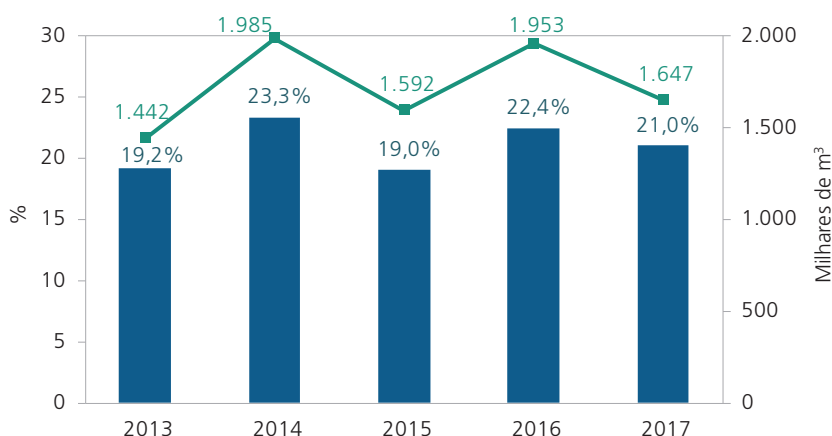
Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 27 ago. 2018.



## Produção de gás natural dos produtores independentes em campos terrestres

Em 2017, a empresa Parnaíba Gás Natural produziu 1.617,2 milhões de metros cúbicos de gás natural, o que correspondeu a 98,2% do volume total produzido pelas referidas 24 operadoras, de 1.647,5 milhões de metros cúbicos. A segunda empresa mais produtiva foi a Maha Energy, participando com 11,6 milhões de metros cúbicos, o equivalente a 0,7% do total. No período de 2013 a 2017, os volumes produzidos por essas operadoras foram de 8.497,0 e 33,8 milhões de metros cúbicos, respectivamente, e as participações no volume total produzido no período foram de 98,4% e 0,4%, respectivamente. No Gráfico 19, registra-se a evolução anual da produção de gás natural dos 67 campos e da respectiva participação em relação à produção total dos campos em terra.

**Gráfico 19 | Evolução da produção de gás natural dos 67 campos terrestres (eixo vertical direito) e da respectiva participação (eixo vertical esquerdo) em relação à produção acumulada dos campos em terra, de 2013 a 2017**



Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/>. Acesso em: 20 ago. 2018; e em ANP (2018). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>.

Acesso em: 16 ago. 2018.

A Parnaíba Gás Natural, principal produtora independente de gás natural, é uma subsidiária da empresa Eneva, proprietária do Complexo Parnaíba, um parque de geração térmica a gás natural com 1,4 GW de capacidade instalada, localizado no município de Santo Antônio dos Lopes (MA). É a terceira maior empresa em capacidade térmica do país, responsável por 11% da capacidade térmica a gás instalada nacional, aplicando o modelo de negócio *reservoir-to-wire*. A Eneva tem sua sede localizada na cidade do Rio de Janeiro.

A Parnaíba Gás Natural, até agosto de 2018, tinha a concessão de sete campos já declarados comerciais, localizados no estado do Maranhão, a saber: Gavião Azul, Gavião Branco, Gavião Caboclo, Gavião Real e Gavião Vermelho, em produção e Gavião Branco Norte e Gavião Preto, em desenvolvimento. As reservas certificadas remanescentes, em março de 2018, somam 18,4 bilhões de metros cúbicos. O gás é produzido de acordo com a demanda do Complexo Parnaíba.

A companhia tem, ainda, sete Planos de Avaliação de Descoberta (PAD), sete blocos exploratórios arrematados na 13ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2015, e cinco blocos arrematados na 14ª Rodada de Licitações da ANP, em 2017.

## Os municípios produtores e indicadores econômicos e sociais

---

A produção de petróleo em campos terrestres é realizada majoritariamente no interior do Nordeste brasileiro, nos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Sergipe. Muitos municípios produtores (12,7%) são classificados na categoria de baixo desenvolvimento humano,

uma vez que têm IDH inferior a 0,555. A título de exemplo, nessa categoria se encontram países como Etiópia, Congo, Nigéria, Moçambique e Haiti (UNDP, 2018). O estado de Alagoas é o que tem o maior número de municípios produtores nessa categoria (27%). No Nordeste, cerca de 85% dos municípios produtores estão classificados como de desenvolvimento humano médio. Na Tabela 5, vê-se o número de municípios que recebem *royalties* do petróleo, por estado, por categoria de desenvolvimento humano e por faixa de produto interno bruto (PIB) *per capita*.

**Tabela 5 | Quantidade de municípios que recebem *royalties* de petróleo por estado, classificados por Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) e PIB**

UF	IDHM*			PIB <i>per capita</i>			Total de municípios
	Baixo < 0,555	Médio 0,555- 0,699	Alto 0,700- 0,799	< R\$ 10.000	R\$ 10.000- R\$ 20.000	> R\$ 20.000	
AL	14	37	1	26	22	4	52
BA	50	213	6	185	65	19	269
CE	0	81	2	65	12	6	83
RN	2	93	3	60	29	9	98
SE	7	67	1	37	29	9	75
<b>Total</b>	<b>73</b>	<b>491</b>	<b>13</b>	<b>373</b>	<b>157</b>	<b>47</b>	<b>577</b>

Fonte: Elaboração própria, com base em: IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.

Sistema Brasil em Síntese. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em: 14 set. 2018; e

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Disponível em:

[http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/2018/07\\_Julho\\_2018.xlsx](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/2018/07_Julho_2018.xlsx). Acesso em: 27 jul. 2018.

\* A última informação disponível pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) sobre IDHM é do ano de 2010.

O PIB *per capita* desses municípios<sup>16</sup> também é baixo, variando entre cerca de R\$ 3,3 mil e R\$ 219,8 mil, no ano de 2015. Apenas 8% apresentaram um PIB *per capita* superior a R\$ 20 mil.<sup>17</sup> A maioria, 75% deles, registrou PIB *per capita* abaixo dos R\$ 10 mil em 2015.

<sup>16</sup> A última informação disponível pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) sobre o PIB *per capita* dos municípios é do ano de 2015.

<sup>17</sup> O PIB *per capita* do Brasil foi de cerca de R\$ 29 mil em 2015.

*Royalties* da produção do petróleo fazem parte da receita orçamentária dos municípios produtores. Seu peso nas receitas não foi muito significativo em 84% deles no ano de 2017. Apenas 9% dos municípios tinham nos *royalties* parcela superior a 5% de suas receitas. Contudo, sua importância para o orçamento municipal chegou a 70,7%, em Itanagra (BA), 56%, em Alcântaras (CE), e 61%, em Pirambu (SE). Em localidades assim, portanto, o aumento na produção e o aumento no preço do petróleo impactam significativamente as receitas municipais, com potencial para aumentar o PIB *per capita* e, com boa aplicação dos recursos, melhorar o IDHM. O número de municípios beneficiários dos *royalties* da produção de petróleo terrestre, categorizados pela relevância dos *royalties* na receita municipal, pode ser visto na Tabela 6.

**Tabela 6 | Quantidade de municípios que recebem *royalties* de petróleo e peso dos *royalties* na receita municipal**

UF	$R^* < 1\%$	$1\% \leq R < 5\%$	$5\% \leq R < 20\%$	$R \geq 20\%$	Sem informações de <i>royalties</i>	Sem informações de receita	Total de municípios beneficiários**
AL	37	4	3	2	0	6	52
BA	246	7	12	4	0	0	269
CE	74	5	2	1	1	0	83
RN	70	6	10	6	3	3	98
SE	58	6	6	5	0	0	75
<b>Total</b>	<b>485</b>	<b>28</b>	<b>33</b>	<b>18</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>577</b>

Fonte: Elaboração própria, com base em: IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.

Sistema Brasil em Síntese. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em: 14 set. 2018; e

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/2018/07\\_Julho\\_2018.xlsx](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/2018/07_Julho_2018.xlsx).

Acesso em: 27 jul. 2018.

\*  $R$  = razão entre a receita orçamentária e os *royalties* anuais de um município.

\*\* Número de municípios que recebem *royalties*.

Em 2017, o município que mais recebeu *royalties* foi Pirambu, em Sergipe. Recebeu cerca de R\$ 39,7 milhões, 61% de sua receita orçamentária. Seu PIB *per capita* em 2015 foi de R\$ 10,5 mil e seu IDHM em 2010 era 0,603.

Algumas informações mostradas nesta seção são sintetizadas na Tabela 7.

**Tabela 7 | Resumo das informações sobre os municípios beneficiários de royalties em 2017**

UF	Total de municípios beneficiários	IDHM 2010	PIB per capita 2015 (R\$ mil)	Royalties 2017 (R\$)	Receitas orçamentárias 2017 (R\$ milhões)	R* (%)	Municípios R < 1%
AL	52	0,505-0,721	6,04-34,98	16,45-10.594,0 mil	12,7-2.341,7	0-27	37
BA	269	0,486-0,759	3,37-219,85	13,1 mil-18.891,0 mil	10,5-6.270,2	0,002-71	246
CE	83	0,559-0,754	4,15-39,14	12,8 mil-7.867,5 mil	0,024-6.810,5	0,004-56	74
RN	98	0,530-0,766	6,28-85,16	27,4 mil-19.246,2 mil	12,1-569,4	0-35	70
SE	75	0,529-0,770	7,09-62,81	33,9 mil-39.749,6 mil	14,5-1.786,7	0,035-61	58

Fonte: Elaboração própria, com base em: IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.

Sistema Brasil em Síntese. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em: 14 set. 2018; e

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/2018/07\\_Julho\\_2018.xlsx](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/2018/07_Julho_2018.xlsx).

Acesso em: 27 jul. 2018.

\* R = razão entre a receita orçamentária e os royalties anuais de um município.

## Considerações finais

A produção de petróleo em campos terrestres no Brasil é declinante há 15 anos. Para mudar essa realidade, é necessário que haja novos investimentos em exploração e produção de novos campos terrestres, bem como investimentos em recuperação de campos maduros. Em 2018, algumas iniciativas do CNPE foram realizadas na tentativa de reativar os investimentos nesse segmento. Dentre elas, destacam-se: a redução do percentual de royalties exigidos para 5% no caso da produção incremental decorrente de investimentos em recuperação de campos maduros, a implantação do modelo de oferta permanente e o estabelecimento de diretrizes e regulamentações para estimular as operadoras a investir no

aproveitamento pleno de seus ativos ou a ceder o direito de exploração para que outro operador o faça.

A Petrobras é a principal produtora de petróleo em campos terrestres, respondendo por mais de 96% da produção nacional, embora sua produção terrestre represente menos de 5% de sua produção total. Parece não ter como prioridade investir na recuperação de campos maduros terrestres, pois, compreensivelmente, seu foco está direcionado aos campos gigantes do pré-sal. No entanto, existem produtores independentes interessados em operar campos maduros e marginais, como os da Petrobras, com disposição para realizar os investimentos necessários ao aumento de seu FR. Seria oportuno que a Petrobras repassasse parte de seus campos marginais para esse tipo de empresa. Alternativamente, se fosse o caso, outro modelo de negócio poderia ser aplicado. Em vez de serem repassados, tais campos maduros poderiam ser arrendados para essas empresas independentes realizarem os investimentos necessários à revitalização de sua produção. O arrendamento poderia ser pago à Petrobras com parte do próprio petróleo produzido.

O FR médio no Brasil é considerado baixo em relação a outros países. Há a necessidade (ou oportunidade) de aumentar a eficiência e a produção dos campos maduros terrestres por meio de novos investimentos em revitalização de campos e recuperação da produção. Para que esses investimentos ocorram nos próximos anos, alguns desafios precisam ser superados. Um deles diz respeito à necessidade de realizar melhorias na infraestrutura rodoviária e elétrica das regiões interioranas, onde está a maioria dos poços terrestres. Outro se relaciona à oferta limitada de serviços, equipamentos e mão de obra especializada para o desenvolvimento das operações de exploração e produção em terra. Com o aumento da atividade no setor, é possível acreditar que surjam mais empresas especializadas na prestação dos serviços necessários para a produção de petróleo

em terra, favorecendo, assim, a possível desverticalização das atividades das operadoras independentes. Também é desafiadora a constituição de garantias e de instrumentos financeiros adequados às demandas e características do segmento de exploração e produção em terra.

Os produtores independentes poderiam superar mais um desafio se, além de produzir petróleo, empreendessem, cooperativamente, investimentos em microrrefinarias. Desse modo, além de agregarem valor ao petróleo produzido, aumentariam as opções de alocação de sua produção, que atualmente é restrita apenas à Petrobras e a outras duas pequenas refinarias independentes.

No Brasil, a produção de petróleo terrestre em campos maduros ocorre, normalmente, em municípios de baixa renda e baixo IDHM, no interior do Nordeste. A renda *per capita* dos municípios produtores varia entre R\$ 3,37 mil e R\$ 219,85 mil e o IDHM, entre 0,486 e 0,770. A participação dos *royalties* nas receitas desses municípios varia entre pouco acima de 0% e 71%, sendo que para mais de 18 deles tal participação é superior a 20% nas receitas municipais.

O Brasil não deveria desperdiçar a oportunidade de aumentar a produção de petróleo terrestre, mesmo que a participação resultante seja modesta em relação à produção de petróleo nacional. A produção em terra colabora para o dinamismo econômico e para a geração de emprego e renda em diversos municípios carentes no interior brasileiro. Deve-se entender que essa atividade econômica favorece o desenvolvimento regional de algumas áreas mais carentes do país, contribuindo para a diminuição das diferenças regionais existentes na nação.

## Referências

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural 2016*. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/DADOS\\_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim\\_Reservas\\_2016.pdf](http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2016.pdf). Acesso em: 14 ago. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Oportunidades no setor de petróleo e gás no Brasil: Ações em curso e rodadas de licitações 2018-2019*. Rio de Janeiro, 2018a. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto\\_Upstream\\_2018-P.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto_Upstream_2018-P.pdf). Acesso em: 14 ago. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural 2017*. Rio de Janeiro, 2018b. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/DADOS\\_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim\\_Reservas\\_2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2017.pdf). Acesso em: 14 ago. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Edital de licitações de oferta permanente: Outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural*. Rio de Janeiro, 2018c. Disponível em: [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta\\_Permanente/Edital/edital\\_op.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Edital/edital_op.pdf). Acesso em: 14 ago. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Muito além do pré-sal: Brasil precisa criar indústria do petróleo. In: SISTEMA FIRJAN. *Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil 2018*. Rio de Janeiro, 2018d. Disponível em: <http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/ambiente-onshore-de-petroleo-e-gas-no-brasil-2018.htm>. Acesso em: 24 ago. 2018.

ARAÚJO, P. B. *Petróleo – por que sabotado?* História do petróleo no Brasil e em Sergipe. Aracaju: J. Andrade, 2008.

BRASIL. *Decreto nº 3.352, de 30 de novembro de 1864*. Concede a Thomaz Denuy Sargent faculdade pelo prazo de noventa annos para, por si ou por meio de uma Companhia, extrahir turfa, petroleo e outros mineraes nas Comarcas do Camamu e Ilhéos, da Provincia da Bahia. Brasília, DF, [20--?]. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1824-1899/decreto-3352-a-30-novembro-1864-555171-publicacaooriginal-74298-pe.html>. Acesso em: 10 ago. 2018.



BRASIL. Decreto nº 9.587, de 27 de novembro de 2018. Instala a Agência Nacional de Mineração e aprova a sua Estrutura Regimental e o seu Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, ed. 228, p. 3, 28 nov. 2018.

BRASIL. *Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938*. Incorpora ao Código de Minas, Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934, novo título, em que se institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros. Brasília, DF, [20--?]. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1930-1939/decreto-lei-366-11-abril-1938-349726-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acesso em: 10 ago. 2018.

BRASIL. *Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953*. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, [20--]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L2004.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm). Acesso em: 31 jul. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. *Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás*. Ciclo 2015-2017. Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-163/topico-172/A%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20Zoneamento%20Nacional%20de%20%C3%93leo%20G%C3%A1s.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2018.

CHIARADIA, K. *Edição de textos fidedigna e anotada das cartas trocadas entre Monteiro Lobato e Charles Frankie (1934-1937)*: edição e estudo da correspondência entre Monteiro Lobato, Charles Frankie e alguns companheiros da Campanha Petrolífera, como Edson de Carvalho. 2016. Tese (Doutorado em Teoria e Crítica Literária) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2016. 642 f. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/321226>. Acesso em: 8 ago. 2018.

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. *Resolução nº 17, de 8 de junho de 2017*. Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/4489543/Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_17\\_Pol%C3%ADtica\\_de\\_Explora%C3%A7%C3%A3o\\_e\\_Produ%C3%A7%C3%A3o.pdf/d7f180ae-d87d-488d-82d6-fff89ba0cab4](http://www.mme.gov.br/documents/10584/4489543/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_17_Pol%C3%ADtica_de_Explora%C3%A7%C3%A3o_e_Produ%C3%A7%C3%A3o.pdf/d7f180ae-d87d-488d-82d6-fff89ba0cab4). Acesso em: 16 ago. 2018.

FERNANDEZ, E. F.; PEDROSA JR., O. A.; DE PINHO, A. C. (ed.). *Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás: uma colaboração Brasil, Portugal, Angola*. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009.

LOBATO, M. *O escândalo do petróleo e ferro*. 4. ed. São Paulo: Brasiliense, 1950.

ODDONE, D. *O setor de petróleo e gás no Brasil*. In: ALMOÇO-PALESTRA DA CÂMARA ESPANHOLA DE COMÉRCIO, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Camera\\_Brasil\\_Espanha\\_Decio\\_Oddone\\_04\\_12\\_2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Camera_Brasil_Espanha_Decio_Oddone_04_12_2017.pdf). Acesso em: 20 ago. 2018.

RAMANZINI, I. C. *Monteiro Lobato e o discurso do petróleo: o deslocamento da instituição literária para a arena de debates da política econômica*. 2017. Tese (Doutorado em Linguística Aplicada e Estudos da Linguagem) – Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, SP, 2017. 129 f. Disponível em: <https://sapientia.pucsp.br/bitstream/handle/20235/2/Isis%20Cristina%20Ramanzini.pdf>. Acesso em: 8 ago. 2018.

SENNA, B. D. *Estudo da viabilidade econômica em campos maduros*. 2011. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011. 120 f. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/handle/123456789/12945>. Acesso em: 2 ago. 2018.

THOMAS, J. E. (org.). *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobras, 2004.

UNDP – UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME. *Human development indicators and indices: 2018 Statistical Update*. New York, 2018. Disponível em: [http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018\\_human\\_development\\_statistical\\_update.pdf](http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018_human_development_statistical_update.pdf). Acesso em: 28 set. 2018.